

Sol i Stenhagen

– Projektering av en solcellsanläggning på Stenhagens bildnings- och kulturcentrum

Sun in Stenhagen
– *Designing a solar photovoltaic system at Stenhagen Culture Center*

Albert Bergström, Love Hagstedt, Love Holmsved, Ludwig Hägglund, Joakim Nyman och David Zetterberg

Kandidatuppsats i teknik

Civilingenjörsprogrammet i energisystem

Examensarbete 2017:05
ISSN 1654-9392
Uppsala 2017

Sol i Stenhagen - Projektering av en solcellsanläggning på Stenhagens bildnings- och kulturcentrum

Sun in Stenhagen – Designing a solar photovoltaic system at Stenhagen Culture Center

Albert Bergström, Love Hagstedt, Love Holmsved, Ludwig Hägglund, Joakim Nyman och David Zetterberg

Handledare: Anders Larsolle, institutionen för energi och teknik, SLU & Hanna Jansson, STUNS

Examinator: Sven Smårs, institutionen för energi och teknik, SLU

Omfattning: 15 hp

Nivå, fördjupning och ämne: Grundnivå, G2E, teknik

Kurstitel: Självständigt arbete i energisystem

Kurskod: EX0759

Program/utbildning: Civilingenjörsprogrammet i energisystem 300 hp

Utgivningsort: Uppsala

Utgivningsår: 2017

Serietitel: Examensarbete (Institutionen för energi och teknik, SLU)

Delnummer i serien: 2017:05

ISSN: 1654-9392

Elektronisk publicering: <http://stud.epsilon.slu.se>

Nyckelord: teknik, energi, optimering, batterilagring, modellering, simulering

Sveriges lantbruksuniversitet
Swedish University of Agricultural Sciences

Fakulteten för naturresurser och jordbruksvetenskap
Institutionen för energi och teknik

Innehållsförteckning

Abstract	3
1. Inledning	3
1.1 Skolfastigheter AB	3
1.2 Syfte	4
1.3 Avgränsningar	4
1.4 Precisering av frågeställning	4
2. Teoretisk bakgrund	5
2.1 Systemuppbyggnad: Nätansluten solcellsanläggning	5
2.1.1 Förluster i kablage och växelriktare	5
2.2 Azimut	6
2.3 Egentäckningsgrad	6
2.4 Specifik årsproduktion	6
3. Metod	7
3.1 Val av inparametrar & simuleringsprogram	7
3.2 Val & modellering av tak	8
3.3 Simuleringar	8
3.4 Beräkningar för avkastning och återbetalningstid	9
3.5 Validering av data/simulering	10
4. Resultat	10
4.1 Lastprofil för Stenhagens bildnings- och kulturcentrum	10
4.2 Modellering av tak	11
4.3 Resultat från Simuleringar	12
4.4 Avkastning och återbetalningstid	13
4.5 Känslighetsanalys	15
4.6 Jämförelse med existerande anläggningar	17
5. Diskussion	17
6. Slutsats	18
7. Referenser	19

Abstract

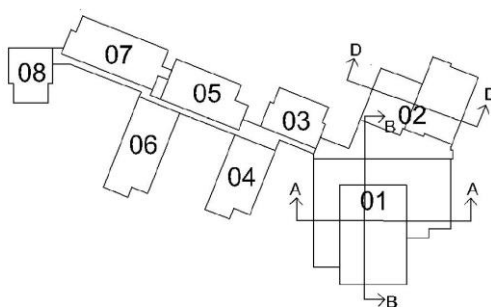
This is a thesis report written as a bachelor's exam for Uppsala University, Sweden. In this paper, the possibilities of installing a photovoltaic system on a communal property in Uppsala is evaluated. Different systems were designed and simulated. It was found that the PV-system should not be smaller than 150 kWp due to a high self-consumption-quota for a smaller system. The shortest payback period was achieved for a 157 kWp system and a 254 kWp system generates the highest yield after 20 years.

1. Inledning

1.1 Skolfastigheter AB

Uppsala kommun Skolfastigheter AB är ett fastighetsbolag som bildades 1 januari 2013. Företaget äger och förvaltar de flesta av kommunens lokaler för pedagogisk verksamhet såsom förskolor, grundskolor och gymnasieskolor. Totalt disponerar företaget cirka 140 lokaler runt om i Uppsala.

Uppsala kommun har som målsättning att år 2020 ha installerat 30 MW solkraft. Detta har inneburit att kommunala företag som t.ex. Skolfastigheter AB har ålagts uppgiften att tillföra till målet och installera solceller på de byggnader de förvaltar. Skolfastigheter AB har redan installerat solcellsanläggningar på några av sina fastigheter, däribland en anläggning på Fyrissskolan med en installerad effekt på 260 kWp. Under 2017 planerar företaget att bygga ytterligare en solcellsanläggning på Stenhagens bildnings- och kulturcentrum. Fastigheterna ligger i området Stenhagen utanför centrala Uppsala och inrymmer bibliotek, fritidsgård, grundskola, förskola, idrottshall, studieförbund och föreningar. Totalt finns åtta byggnader som visas i figur 1 nedan. Skolfastigheter AB önskar hjälp med dimensionering och optimering av en solcellsanläggning på dessa byggnader.



Figur 1: En översikt över de byggnader som omfattar SBKC (Bilaga 1).

1.2 Syfte

Syftet med detta projekt är att modellera olika solcellsanläggningar för Stenhagens bildnings- och kulturcentrum, härnäst kallad SBKC. Inledningsvis kommer tre olika storlekar att analyseras; 50 kWp, 100 kWp samt 150 kWp. För samtliga anläggningar kommer årlig elproduktion, egentäkningsgrad d.v.s. hur stor del av den producerade solelen som används av den egna verksamheten, återbetalningstid samt avkastning efter 20 år beräknas. Därefter ska två alternativ tas fram för hur en solcellsanläggning bör dimensioneras utifrån två olika optimeringsperspektiv; kortast återbetalningstid och högst avkastning efter 20 år. Slutligen ska även en sista anläggning tas fram där batterier tillämpas som en del av lösningen. Målet med projektet är att presentera dessa tre förslag för Skolfastigheter AB.

1.3 Avgränsningar

De avgränsningar som angavs av Skolfastigheter AB var att polykristallina moduler skulle användas samt att budgeten för en eventuell batterianläggning var 200 000 kr. Det angavs även att komponenter av standardtyp skulle användas. Utefter dessa ramar valdes paneler av typ Trina Solar PD05 270Wp samt växelriktare av typ SMA Tripower, då dessa är bland de största tillverkarna på marknaden. Utöver detta tillhandahölls enbart data för energianvändning för åren 2015 och 2016, varför det enbart är dessa som tagits hänsyn till vid simuleringarna. Dessutom skulle solcellspanelerna monteras takparallellt enligt beställarens önskemål. I övrigt har det beslutats att spänningsfallet över kablarna inte får överstiga 1%. Slutligen har det inte tagits hänsyn till att eventuella batterier bör bytas ut efter tid.

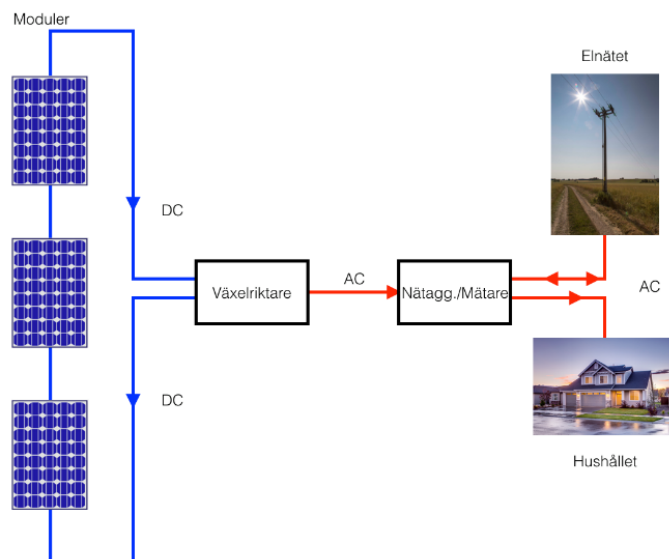
1.4 Precisering av frågeställning

- Hur ser solinstrålningen tillika potentialen ut för de olika taken? Vilka tak bör användas till de olika anläggningsstorlekarna 50 kWp, 100 kWp respektive 150 kWp?
- Hur stor blir årsproduktionen och överskottet av solel samt egentäkningsgrad för de tre olika anläggningsstorlekarna?
- Vad är den maximala anläggningsstorleken som kan monteras på de befintliga mest solintensiva taken?
- Hur ska en anläggning dimensioneras för att återbetalningstiden ska bli så kort som möjligt? (För en anläggning på minst 50 kWp)
- Hur ska en anläggning dimensioneras för att maximera avkastningen efter 20 år?
- På vilket sätt kan batterier tillämpas som en del av solcellsanläggningen och hur mycket högre blir i så fall egentäkningsgraden?

2. Teoretisk bakgrund

2.1 Systemuppbyggnad: Nätansluten solcellsanläggning

För en nätansluten solcellsanläggning kan överskottet av den producerade solen säljas till det lokala elnätet när produktionen överstiger den anslutna verksamhetens konsumtion. Systemet är uppbyggt av tre huvudsakliga komponenter: solcellsmoduler, växelriktare och kablage (Svensk Solenergi 2015). I figur 2 presenteras en förenklad schematisk bild över systemet.



Figur 2. Schematisk bild över en nätansluten solcellsanläggning.

Solcellsmodulen består av ett specifikt antal sammankopplade solceller monterade i praktiska storlekar, normalt ca. $1,6 \text{ m}^2$. För större system kopplas flera moduler i serie och bildar en s.k. ”sträng”, som sedan parallellkopplas med fler strängar (Näsvall 2013).

Solcellerna genererar likström som sedan genom en växelriktare omvandlas till växelström med samma spänning, frekvens och fasföljd som det lokala elnätet. Växelriktaren belastar även solcellsmodulerna optimalt. Detta sker med s.k. MPPT-kanaler (Maximum Power Point Tracker) i växelriktaren, vilka alternerar lasten som modulerna utsätts för (Näsvall 2013).

2.1.1 Förluster i kablage och växelriktare

Systemets komponenter är ej ideala och medför därför vissa förluster i bl.a. kablar och växelriktare. Förlusterna i de strömförande ledarna är direkt beroende av strömmens karaktär, d.v.s. om det är likström eller växelström. För sträckan mellan solcellsmodul och växelriktare går det likström i ledarna. För att minimera de resistiva förlusterna för denna sträcka bör den vara så kort som möjligt och kablarna bör ej vara underdimensionerade. I kablarna mellan växelriktare och nätanslutning flödar växelström, vilket medför resistiva förluster, dielektriska förluster samt skärmförluster. Dessa är större än förlusterna på likströmssidan per meter vid samma kabeldimensioner (Thalin 2013).

Växleriktaren medför förluster som huvudsakligen består av omkopplings- och ledningsförluster. Dessa förluster är beroende av den tillkopplade spänningen, strömmen, vilken frekvens som växleriktaren opereras vid samt de dynamiska parametrarna tillhörande omkopplingskomponenterna som består av exempelvis temperatur och resistans (Mazgaj, W., Rozegnal, B. & Szular, Z. 2015 s.1).

2.2 Azimut

Azimut är den riktning som normalen till panyltans lodräta projektion pekar. Vinkelmåttet för azimut förhåller sig enligt följande: rak riktning mot söder är 0°, rak riktning mot öst är -90°, rak riktning mot väst är 90° och rak riktning mot norr är 180°. För optimal produktion av solel rekommenderas en azimut nära 0°, d.v.s. orienterad mot söder (PVEducation 2017).

2.3 Egentäkningsgrad

Egentäkningsgrad för ett solcellssystem är definierad som den andel av den genererade elektriska energin som används av tillhörande verksamhet. För ett system där 100 % av den egenproducerade elektriska energin konsumeras av verksamheten blir egentäkningsgraden 100 %. Motsvarande gäller för ett system där 100 % av den genererade elektriska energin säljs ut på nätet, vilket ger en egentäkningsgrad på 0 %.

I ekv. 1 redogörs det för hur egentäkningsgrad enkelt kan beräknas.

$$\frac{E_{producerad} - E_{sald}}{E_{producerad}} = Egentäkningsgrad \quad (1)$$

I uttrycket ovan definieras $E_{producerad}$ som total producerad elektrisk energi från solcellerna under ett år, uppmätt vid nätanslutningen. Detta innebär att förluster i växleriktare och kablage är inkluderade. E_{sald} definieras som den totala mängd elektrisk energi genererad av solcellerna som säljs ut på det lokala nätet under samma period.

2.4 Specifik årsproduktion

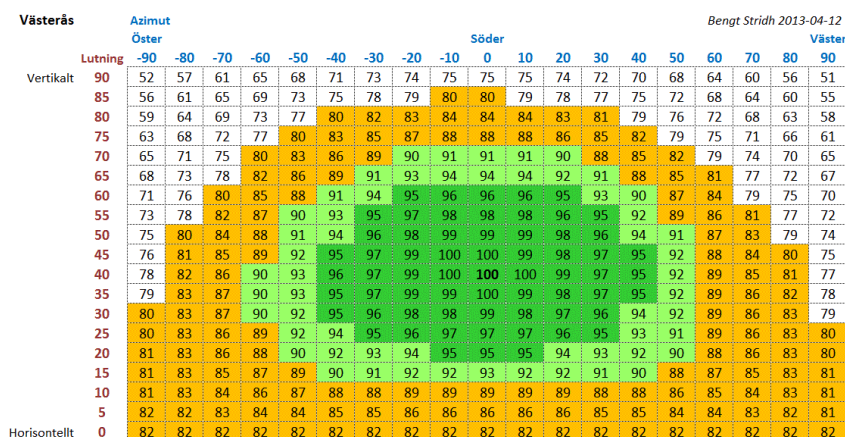
Den maximala produktionskapaciteten för en solcellspanel mäts i Wp (Watt peak), med prefix anpassad efter anläggningsstorlek (ofta k=kilo). Detta är alltså ett mått på installerad effekt vid maximal produktion av elektrisk energi.

Kvoten mellan den producerade elektriska energin E (mätt efter växleriktaren) och installerad effekt P_p och ger ett mått på hur mycket anläggningen producerar per installerad Wp. Denna kvot är direkt beroende av anläggningens totala verkningsgrad η_{tot} . Vidare beror kvoten på infallande solljus h och hur mycket av denna som träffar panelerna (se ekv. 2). H_0 är en konstant ($H_0 = 1,000 \text{ W/m}^2$).

$$\frac{E}{P_p \cdot \text{år}} = \frac{h}{H_0 \cdot \text{år}} \cdot \eta_{tot} \quad (2)$$

Förhållandet i ekv. 2 är i högsta grad betydande för lönsamheten i en solcellsanläggning. Den producerade elektriska energin E ger ett mått på inkomstpöten och den installerade maxeffekten P_p återspeglar kostnaden för systemet (Green Rhino Energy 2013).

Utifrån ekv. 2 kan det urskiljas hur produktionen av sol beror på instrålning på panelerna, därav även azimut och modulernas lutning. I figur 3 visas ett exempel på korrelationen mellan modulatorientering och produktion av sol för en anläggning i Västerås. Det framgår där tydligt hur anläggningens produktionskapacitet beror av instrålning på panelerna.



Figur 3: Relativ produktion av elektrisk energi i förhållande till modulmontering med olika lutningar (grader relativt horisontalplan) och azimut i Västerås (simulering i PVGIS). Maximal produktion av sol sker vid 100 % (Stridh 2013).

3. Metod

3.1 Val av inparametrar & simuleringsprogram

För att simulera den potentiella solcellsanläggningen krävs inparametrar som anläggningens elförbrukning, solinstrålningssdata samt temperaturdata. Anläggningens elförbrukning från 2015 och 2016 hämtades från Vattenfall hemsida i form av en Excel-fil (se bilaga 2).

Instrålningssdata som användes var global instrålning på ett horisontellt plan, det vill säga summan av direkt- och diffus instrålning samt reflekterad strålning från marken. Data som användes var medeldata från 1986–2006 hämtad från NASA (se 3.5). Temperaturdata för åren 2006–2016 hämtades från SMHI med värden för varje timme. En medeltemperatur beräknades på timbasis för ett år för att sedan implementeras i simuleringsprogrammen. För att undersöka hur variationer i både solinstrålning och temperatur påverkade resultaten utfördes senare en känslighetsanalys (se 3.5 samt 4.6).

Det huvudsakliga simuleringsprogram som användes var HOMER Energy. Detta då programvaran bl.a. används vid kurser inom solcellsteknik vid Uppsala Universitet (Uppsala Universitet 2015). Utöver detta användes även Sunny Design som är en programvara utgiven av SMA som är ett av världens främsta företag inom solcellssystem (SMA 2017). Det senare

av programmen har huvudsakligen använts som en referens till HOMER Energy för att ytterligare validera resultaten.

3.2 Val & modellering av tak

För att välja vilka tak som skulle projekteras användes den solkarta som tillhandahålls av Uppsala kommun (Uppsala kommun 2017). Denna analyserades och de tak med mest intensiv instrålning valdes som de mest lämpliga. För att beräkna antalet moduler som rymms på SBKCs tak användes kalkylerings- och planeringsprogrammet K2 Base. Takens dimensioner mättes från byggnadernas ritningar och implementerades i programmet. Ej byggbara ytor såsom t.ex. gångvägar och snöskydd markerades i programmet. Solpanel valdes och dess mått användes i programmet som sedan beräknade maximalt antal moduler som rymdes på de olika taken. Resultatet från K2 Base användes sedan i de båda använda simuleringsprogrammen.

3.3 Simuleringar

Simuleringen i HOMER Energy inleddes med att välja geografisk plats då denna krävs för att importera rätt soldata men även för andra beräkningar som HOMER Energy utför. Lasten definierades som SBKCs elförbrukning, timvis temperaturdata importerades och därefter implementerades solpaneler samt elnät.

Solpanelernas egenskaper såsom verkningsgrad och temperaturkoefficient matades in i HOMER Energys lokala bibliotek. Solpanelerna simulerades med hänsyn till takens geometri och hur stor effekt som kunde installeras på varje tak.

Elnätet simulerades som en källa med möjlighet att leverera oändligt mycket elektrisk energi, dvs. att den elförbrukning som SBKC har kan tillgodose av elnätet, vilket är fallet i Sverige. Vid simulering med batteribank valdes typen LG Chem RESU 10 då dess pris/kWh var lägst av de undersökta batterierna (se bilaga 3). Då batterilagret hade en ekonomisk begränsning fick priset vara den avgörande faktorn och dess egenskaper matades in på samma sätt som för solpanelerna (LG Chem, 2016). Även en växelriktare behövdes läggas till för varje batteripar. Växelriktaren valdes till SMA Sunny Island, vars egenskaper implementerades i HOMER Energys bibliotek.

Efter simuleringen exporterades resultatet från HOMER Energy till en .cvc-fil som därefter öppnades och studerades i Excel. Relevant data importerades och studerades i MATLAB. Proceduren repeterades för samtliga anläggningar.

Simuleringen i Sunny Design inleddes precis som i HOMER Energy med att välja geografisk plats, dels för att rätt solinstrålningsdata skulle appliceras men även för att ställa in rådande systemegenskaper som exempelvis nätspänning och omgivningens temperatur. Detta åtföljdes sedan av en implementering av den lastprofil som erhållits för SBKC. Därefter valdes modultyp och modulantal samt att modul- och azimuthvinkel definierades.

Utifrån dessa data kunde antal och storlek på växelriktare optimeras med hjälp av programmet med avseende på den installerade effekten. Därefter kunde kabellängder implementeras och tjockleken väljas utifrån givna begränsningar på maximala förluster för både likströms- och växelströmskablar. Då detta gjorts erhöles simuleringar över total elproduktion, egentäkningsgrad samt vilken andel av den totala elförbrukningen som utgjordes av solel.

3.4 Beräkningar för avkastning och återbetalningstid

För att beräkna avkastning och återbetalningstid för solcellsanläggningarna tillämpades en beräkningsmodell som utvecklades i Microsoft Excel (Bilaga 4). Utparametrarna från modellen var installationskostnad, total avkastning efter 20 år, årlig avkastning och återbetalningstid. Inparametrar till modellen var:

- Installerad effekt
- Egentäkningsgrad
- Kvoten mellan årligt producerad energi och installerad effekt
- Kostnad per installerad effekt
- Elpris
- Pris för såld energi till elnät
- Årlig ökning av elpris
- Degradering av systemeffekt

Parametrarna installerad effekt, egentäkningsgrad samt kvoten mellan årligt producerad energi och installerad effekt erhöles från simuleringar i Sunny Design och HOMER Energy. För att beräkna elpriset hämtades priser från det elavtal Uppsala kommun har med LOS Energy AB. Till detta adderades även ett medelvärde av den rörliga delen av nätavgiften som betalas till Vattenfall Eldistribution AB. Slutligen adderades även elcertifikat, energiskatt och påslag. För att få fram installationskostnaderna kontaktades tre olika företag som arbetar med projektering och montage av solceller, varpå medelvärden för respektive anläggningsstorlek beräknades.

Priset för den överskottsel som säljs till elnätet utgick från Nord Pools spotpris och till detta adderades energiersättning från nätägaren samt ett medelvärde för elcertifikat för de fem senaste åren. En producent som använder mer än 60 000 kWh av den egenproducerade solelen i den egna verksamheten samt har en anläggning på över 50 kWp kan bli kvotpliktiga. Detta innebär att verksamheten är pliktig att inneha elcertifikat för en viss procentandel av elförsäljningen (Energimyndigheten 2016). I praktiken innebär detta att producenten inte kan sälja 100 % av elcertifikaten för den solel de producerar. Detta har tagits i beaktning vid beräkningen av elcertifikaten.

Beräkningarna för batterierna har baserats på dagsaktuella priser och prognoser som gjorts utifrån dessa. För att uppskatta priserna om fem år har den procentuella minskningen mellan dagens pris och det estimerade priset 2030 använts och ansetts vara linjär (Bloomberg Technology 2016). Priserna för växelriktarna har ansetts vara konstanta.

3.5 Validering av data/simulering

Soldata som användes var redan tillgänglig data från simuleringsmjukvaran. Det vill säga medeldata från 1986–2006 där instrålningsdata hämtats från NASA. En algoritm baserad på *Graham algoritmen* användes för att interpolera fram timvis data som därefter kan användas i simuleringar. Det har efter empiriska undersökningar visat sig att den simulerade datan är nästan identisk med experimentella data, där skillnaden i resultatet mellan simulerade data och experimentella data är under 5% (HOMER Energy 2016 s.256–257).

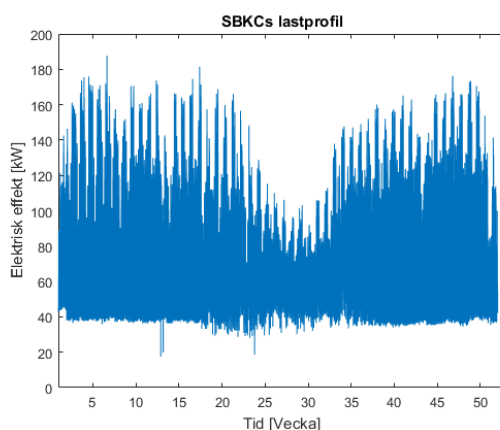
För att analysera om simuleringarna var rimliga jämfördes resultatet mot redan existerande anläggningar i Uppsala i applikationen Sunny Portal som är en databas över redan befintliga anläggningar. Från Sunny Portal kan specifika solpanelsanläggningars årsproduktion hämtas och sedan jämföras med modellerna.

För att undersöka modellens känslighet, genomfördes en känslighetsanalys. I analysen undersöktes inparametrarna, alltså SKBCs elförbrukning, soldata samt temperaturdata. Varje inparameter ändrades med $\pm 10\%$ varefter fyra utparametrar analyserades. Utparametrarna som analyserades var anläggningens egentäkningsgrad, elproduktion, såld elektrisk energi samt hur stor andel av anläggningens elförbrukning som tillgodoses av solel. Även en känslighetsanalys på ekonomikalkylen genomfördes.

4. Resultat

4.1 Lastprofil för Stenhagens bildnings- och kulturcentrum

SBKCs lastprofil visas i figur 4 och det kan utläsas att verksamheten har en maximal effekt på 170–180 kW under de mest krävande timmarna. Under sommarveckorna 24–33 avtar SBKCs elförbrukning med anledning av en minskad verksamhet. Värt att uppmärksamma är även att SBKC har en elbasnivå, d.v.s. den elektriska effekt som förbrukas då fastigheterna inte nyttjas, som ligger runt 40 kW.



Figur 4: Lastprofil över Västra Stenhagenskolan baserat på medelvärdet av konsumerad elektrisk effekt från perioden 2015–2016.

4.2 Modellering av tak

För att undersöka vilka tak som hade högst solinstrålning användes en karta, framtagen av Uppsala Kommun, som visar den årliga solinstrålningen för alla fastigheter i Uppsala. I figur 5 visas solinstrålningen för SBKC och det kan observeras att hus 3, 5, 7 och 8 har mest intensiv solinstrålning över året, följt av hus 2, 4 och 6.



Figur 5: Karta över instrålad effekt på samtliga tak på SBKC där röd färg indikerar högst solinstrålning (Uppsala Kommun 2015).

Längd, bredd, takvinkel och azimuth för respektive tak mättes i ritningar över SBKC och matades in i K2 Base. Programmet beräknade antal moduler som rymdes på taken och presenteras i tabell 1 (samt bilaga 5). Här representeras taken utifrån fyra nyckelkomponenter där taklutning nära 40° och azimuth nära 0° ger bäst förutsättningar för solcellsmodulerna att producera solel. Därefter valdes de tak som var bäst lämpade till de olika anläggningarna (se tabell 2).

Tabell 1: Egenskaper hos samtliga tak, baserat på information från ritningar och simuleringar i K2 Base.

Hus #	Taklutning (°)	Azimuth (°)	Antal moduler	Peak-effekt (kWp)
2	6	-69	150	40,5
3	14	21	123	33,2
4	14	-69	133	35,9
5	14	21	182	49,1
6	14	-69	147	39,7
7	14	21	222	59,9
8	14	0	56	15,1

Tabell 2: Takkombinationer för de olika anläggningsstorlekarna.

Anläggning	Hus 2	Hus 3	Hus 4	Hus 5	Hus 6	Hus 7	Hus 8
50				●			
100				○		●	
150		●		●		●	○
157		●		●		●	●
233		●	●	●	●	●	●
254	○	●	●	●	●	●	●

- – Hela taket användes
- – Del av taket användes

4.3 Resultat från Simuleringar

Under simuleringen i Sunny Design erhöles ett flertal olika utparametrar. De som var av störst intresse för detta arbete var främst egentäkningsgrad, den andel av den totala konsumtionen av elektrisk energi som producerats av anläggningen samt den totala mängden producerad solel under ett år. Dessa sammanställdes för de tre primära anläggningarna och i tabell 3 kan det utläsas att egentäkningsgraden ligger på en stabilt hög nivå, medan parametrarna producerad solel samt andel egenproduktion ökar för större solcellsanläggningar.

Tabell 3: Sammanfattning av intressanta parametrar för de tre primära anläggningarna.

Anläggnings- storlek (kWp)	Egentäck- ningsgrad (%)	Andel egen- produktion (%)	Producerad solel (MWh/år)	Inköp från elnätet (MWh/år)
50	100	6,9	42,3	633
100	99,7	13,9	95,0	586
150	96,3	20,7	142,1	524

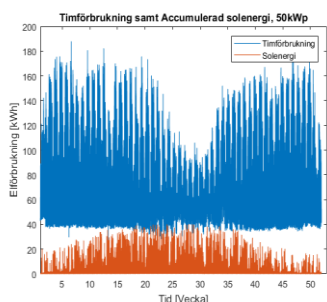
Anläggningarna över 150 kWp har av praktiska skäl inte simulerats i Sunny Design då mjukvaran inte tillåter fler än tre olika förhållanden för modulerna, vilket förekommer för anläggningar över 150 kWp.

Resultaten från simuleringarna i HOMER Energy kan ses i tabell 4 nedan. Det kan konstateras att anläggningen på 50 kWp inte säljer någon elkraft till nätet vilket implicerar att all energi som anläggningen producerar används direkt av producenten själv. För de andra anläggningarna säljs en viss del av den producerade elkraften ut på elnätet. Från tabell 4 erhålls den högsta specifika årsproduktionen, d.v.s. kWh per kWp och år, vid 157 kWp, vilket sker då majoriteten av taken med den högsta solinstrålningen används. Att installera batterier höjer anläggningens egentäkningsgrad med 2–3% beroende på hur många batterier som installeras.

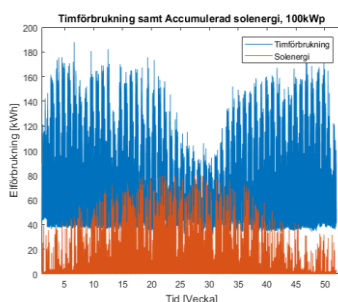
Tabell 4: Resultat från simuleringar i HOMER för varje anläggning. (254* indikerar en anläggning med fyra batterier)

Anlägg- ning (kWp)	Installerad effekt (kWp)	Producerad solel (MWh/år)	kWh/ (kWp*år)	Såld elkraft (MWh/år)	Egentäck- ningsgrad (%)	Andel solenergi (%)
50	49,7	48	965	0,0	100,0	7,3
100	99,9	96	963	0,3	99,7	14,6
150	150,1	145	964	5,0	96,5	21,7
157	157,1	152	966	6,3	95,8	22,7
233	233,0	219	940	27,0	87,7	31,8
254	253,8	237	934	35,0	85,2	34,1

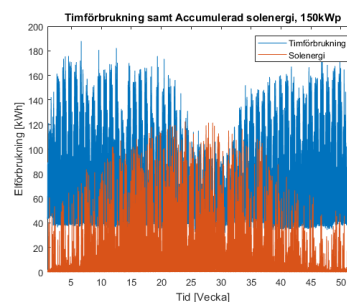
254*	253,8	237	934	30,0	87,2	34,2
274	273,5	254	929	44,0	82,8	36,1



Figur 6: Timfördelning, 50kW



Figur 7 Timfördelning, 100kW



Figur 8: Timfördelning 150kW

Figur 6,7 och 8 illustrerar det tabell 4 visade för anläggningarna 50, 100 respektive 150 kWp. För anläggningen på 50kWp kunde ej den producerade solen tillgodose SBKCs elbasnivå. Anläggningarna på 100 respektive 150 kWp producerar däremot mer elektrisk energi än vad SBKC använder vid vissa tidpunkter, vilket leder till att överskottet säljs till elnätet. Egentäkningsgraden är dock fortfarande mycket hög i alla tre fallen, vilket beror på SBKCs höga elbasnivå (se figur 4).

4.4 Avkastning och återbetalningstid

Priset för såld elkraft till elnätet uppskattades till 49,3 öre/kWh vilket inkluderar ett medelvärde för spotpriset de senaste fem åren (Nordpool Spot 2017), energiersättning på 4 öre/kWh (Vattenfall 2017b) samt medelvärdet för elcertifikat för åren 2012–2017 som erhöles till 14,4 öre/kWh (Energimyndigheten 2017). Medelvärdet för kvotplikten fram till 2035 är 15,8 % vilket medför att det endast är 84,2 % av elcertifikaten som kan säljas (Energimyndigheten 2016b). Detta är inkluderat i priset på 14,4 öre/kWh. Utöver detta uppskattades den årliga ökningen av elpriset till 1 öre (Bixia 2016) och degraderingen av systemeffekten till 0,8 % per år (Trina Solar 2016). Elpriset erhöles enligt tabell 5 till 80,8 öre/kWh där energiskatten stod för 29,5 öre/kWh (Vattenfall 2017a) och avgift för elcertifikat för 2,3 öre/kWh (Energimyndigheten 2016a).

Tabell 5. Totalkostnad för köpt elkraft (öre/kWh)

Elpris	24,4
Energiskatt	29,5
Elcertifikat	2,3
Påslag	3,0
Elnätskostnad	21,7
Totalt	80,8

I tabell 6 visas priser från tre olika företag samt medelpriset för installation av olika anläggningsstorlekar. För anläggningar mellan de installerade effekter som anges har priset interpolerats fram.

Tabell 6. Medelpris per installerad effekt för olika anläggningsstorlekar (kr/kWp)

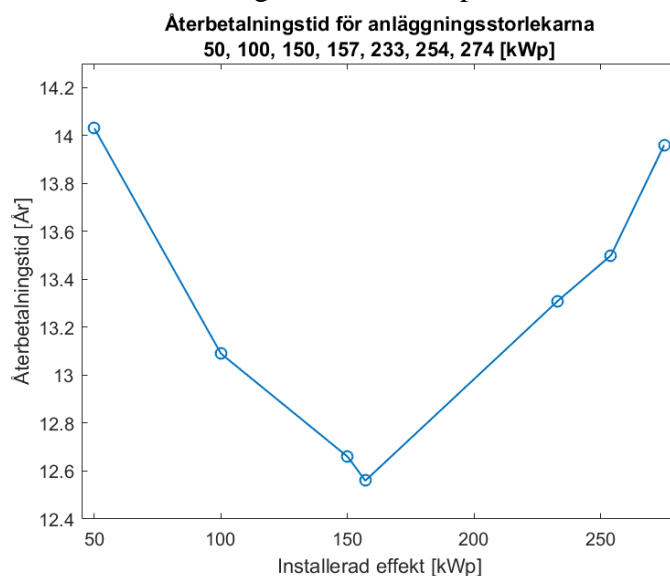
Anläggning (kWp)	Pris företag 1 (kr/kWp)	Pris företag 2 (kr/kWp)	Pris företag 3 (kr/kWp)	Medel (kr/kWp)
50	12 000	11 500	12 000	11 833
100	11 500	10 750	11 000	11 083
150	11 000	10 267	10 500	10 589
275	10 700	10 000	10 000	10 233

Investeringskostnad, återbetalningstid, avkastning efter 20 år samt den procentuella årliga avkastningen presenteras i tabell 6 för anläggningsstorlekarna 50, 100, 150, 157, 233, 254, 274 kWp samt en anläggning på 254 kWp med 4 batterier. För den sistnämnda anläggningen minskar avkastningen samtidigt som återbetalningstiden ökar jämfört med samma anläggningsstorlek utan batterier.

Tabell 7. Ekonomiska beräkningar för anläggningsstorlekarna 50, 100, 150, 157, 233, 254, 254 + 4 batterier och 274 kWp.

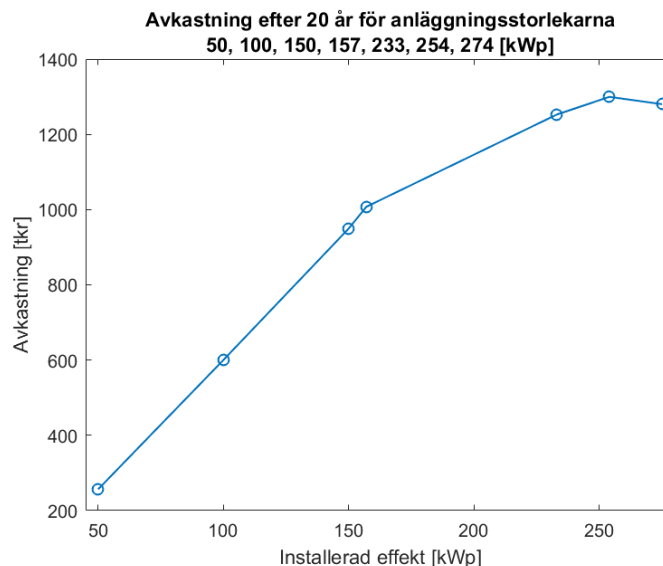
Anläggning (kWp)	Investeringskostnad (kr)	Återbetalningstid (År)	Avkastning efter 20 år (kr)	Årlig avkastning (%)
50	588 000	14,0	257 000	1,83
100	1 107 000	13,1	600 000	2,19
150	1 590 000	12,7	950 000	2,37
157	1 650 000	12,6	1 007 000	2,41
233	2 412 000	13,3	1 253 000	2,11
254	2 612 000	13,5	1 300 000	2,04
254 + 4 batterier	2 812 000	16,5	1 103 000	1,67
274	2 799 000	14,0	1 280 000	1,90

I figur 9 visas återbetalningstid för anläggningsstorlekarna 50, 100, 150, 157, 233, 254 och 274 kWp. Det kan observeras att återbetalningstiden varierar mellan 12,6 och 14 år där den anläggningen med kortast återbetalningstid är 157 kWp.



Figur 9. Återbetalningstid för olika anläggningsstorlekar.

Figur 10 visar att avkastningen efter 20 år för olika anläggningsstorlekar. Från och med den 1 juli kommer skattesatsen för egenproducerad solel sänkas från 29,5 till 0,5 öre/kWh för solcellsanläggningar med en installerad effekt på 255 kW eller lägre (Regeringen 2017). Som lagen är utformad nu adderas effekten för alla solcellsanläggningar ett företag har och om den totala effekten överstiger 255 kW är skattesatsen 29,5 öre/kWh, annars är skattesatsen 0,5 öre/kWh. Den ändring som sker 1 juli är att skatteregeln istället gäller per anläggning och inte per organisationsnummer. Denna skattesats förklarar varför avkastningen minskar för en anläggning större än 255 kW.



Figur 10. Avkastning efter 20 år för olika anläggningar.

Den angivna budgeten på 200 tkr var tillräckligt för att installera fyra batterier med två tillhörande växelriktare. Priset fem år senare beräknades vara 7,23% lägre. Detta möjliggjorde inget tillskott av ytterligare batterier, då detta krävde ytterligare växelriktare vilket innebar ett överskridande av den angivna budgeten (Bilaga 6).

4.5 Känslighetsanalys

Resultatet från känslighetsanalysen som genomfördes i HOMER Energy presenteras i tabell 8–13. I tabellerna presenteras först den inparameter som förändrades i simuleringen och sedan hur några utvalda utparametrar hos systemet påverkas av denna förändring. Det kan konstateras att solinstrålningen påverkar elproduktionen och andelen solel av elförbrukningen samt att andelen såld elkraft är starkt beroende av solinstrålningen. Egentäckningsgraden påverkas inte så mycket då någon av inparametrarna solinstrålning, elanvändning och temperatur ändras. Känslighetsanalysen visade att en förändring av solinstrålning och elanvändning gav en stor förändring i utparametern såld elkraft. Temperaturen visade sig däremot inte ha någon större påverkan på någon av utparametrarna.

Avkastningen är starkt beroende av anläggningens solelsproduktion vilket kan åskådas i tabell 12, vilket i sin tur innebär att avkastningen är starkt beroende av solinstrålningen. En förändring av ökningen av elpriset gav också ett i sammanhanget stort utslag på avkastningen

medan återbetalningstiden är något mindre beroende av både anläggningens solelsproduktion och en förändring av ökningen av elpriset. Avkastningen och återbetalningstiden är inte så känsligt för en förändring av systemdegraderingen.

Tabell 8: Känslighetsanalys av systemet då parametern solinstrålning ändrades.

Solinstrålning	-10,0 %	+10,0 %
Elproduktion	-11,2 %	+10,6 %
Andel solel av elförbrukningen	-10,8 %	+9,6 %
Såld elkraft	-46,2 %	+51,4 %
Egentäkningsgrad	+1,4 %	-1,6 %

Tabell 9: Känslighetsanalys av systemet då parametern elanvändning ändrades.

Elanvändning	-10,0 %	+10,0 %
Elproduktion	±0,0 %	±0,0 %
Andel solel av elförbrukningen	+7,9 %	-8,7 %
Såld elkraft	+52,6 %	-53,0 %
Egentäkningsgrad	-2,0 %	+1,6 %

Tabell 10: Känslighetsanalys av systemet då parametern temperatur ändrades.

Temperatur	-10,0 %	+10,0 %
Elproduktion	+0,3 %	-0,3 %
Andel solel av elförbrukningen	+0,2 %	-0,4 %
Såld elkraft	+1,6 %	-1,6 %
Egentäkningsgrad	- 0,04 %	+0,06 %

Tabell 11: Känslighetsanalys av återbetalningstid samt avkastning efter 20 år då den årliga ökningen av elpriset ändrades.

Ökning av elpris	-100,0 %	+100,0 %
Återbetalningstid	+7,5 %	-5,5 %
Avkastning efter 20 år	-29,7 %	+29,7 %

Tabell 12: Känslighetsanalys av återbetalningstid samt avkastning efter 20 år då den specifika årsproduktionen ändrades.

Specifik årsproduktion	-10,0 %	+10,0 %
Återbetalningstid	+13,4 %	-8,9 %
Avkastning efter 20 år	-33,0 %	+33,0 %

Tabell 13: Känslighetsanalys av återbetalningstid samt avkastning efter 20 år då systemdegraderingen ändrades.

Systemdegradering	-10,0 %	+10,0 %
Återbetalningstid	-0,8 %	+0,8 %
Avkastning efter 20 år	+2,9 %	-2,9 %

4.6 Jämförelse med existerande anläggningar

Tabell 8: Jämförelse mellan simulerad och experimentell specifik årsproduktion

Anläggning	Producerad solel (MWh/år)	Installerad effekt (kWp)	kWh/(kWp* år)	Relativ skillnad (simulerad/experi- mentell)
Simulerad 150 kWp	14,0	150,0	966	1,00
Brf Granegården Ellinor	36,0	38,5	934	0,97
Andershov	13,1	13,9	944	0,98
Brf Majgården	35,2	38,0	927	0,96
Norens 6	4,1	4,9	835	0,86
Salagatan 18	8,3	10,0	830	0,86
Vasakronan Sleipner A	18,0	20,6	876	0,90
Villa Vårdsätra	1,6	1,9	850	0,88

Från tabell 14 kan det observeras att den relativa skillnaden mellan de redan existerande solcellsanläggningarna och den simulerade anläggningen skiljer sig som mest med 14%. Viktigt att notera är även att den interna skillnaden mellan de existerande anläggningarna vad gäller kWh/kWp uppgår till ~100 kWh/kWp vilket kan anses vara en stor skillnad i sammanhanget.

5. Diskussion

Resultaten visar på att en anläggning ej bör understiga 150 kWp, då egentäckningsgraden fortfarande är väldigt hög vid den effekten och det finns andra fördelar med att installera större anläggningar. Dessa är t.ex. att avkastningen ökar för en större anläggning och att det bidrar till Uppsala kommuns mål att installera 30 MW solenergi fram till 2020. Det får dock tilläggas att en anläggning överstigande 255 kWp inte är ekonomiskt fördelaktigt, då energiskatten för en sådan anläggning blir markant högre.

Vidare kan det från resultatet konstateras att SBKC har en hög elbasnivå, vilket innebär att anläggningens elförbrukning är hög även när byggnaden inte används. Om SBKC genom energieffektiviseringar lyckas minska dess elförbrukning skulle det eventuellt finnas incitament för att installera en mindre anläggning och då samtidigt minska elkostnaden.

Ett batterilager kan i dagsläget inte anses lönsamt då priserna fortfarande är förhållandevis höga. Dock talar många prognoser för att batteripriserna kommer att följa samma väg som solcellspriserna tagit de senaste åren och därmed sjunka drastiskt. Fastigheten står till föremål för en s.k. effekttariff som innebär att de får betala en avgift för den högsta effekttoppen som uppnås varje månad. Ett batterilager skulle kunna användas för att leverera elektrisk energi då effekttuttaget är som störst. På så sätt kan man jämna ut effekttopparna och därmed också minska kostnaderna för effekttariffen.

Utöver ekonomiska aspekter skulle ett batterilager även kunna tillämpas i kombination med exempelvis uppladdning av elektriska fordon. Då tekniken finns tillgänglig skulle en

laddstation för elektrifierade fordon kunna tillkopplas anläggningen och de bilar som är parkerade under dagen skulle då kunna användas som tillfälliga lagringsstationer för sol. Detta skulle innebära tillgång till ytterligare batteribuffertar under den tid då solcellerna producerar som mest, vilket skulle generera en ökad egentäkningsgrad.

Viktigt att ta upp i denna rapport är att den modell och optimering som tillämpas bygger på simuleringar som endast är en approximation av verkligheten. Resultaten från simuleringarna beror av flera inparametrar och det kan till exempel observeras från känslighetsanalysen att då solinstrålningen ändras med 10% förändras solcellsanläggningens elproduktion med 10%. Då även den soldata som används är simulerad anrikas den felmarginal som redan existerar till de efterföljande simuleringarna.

Under projektets gång testades även annan soldata från exempelvis SMHI, men då felmarginalen i denna data var större valdes den data som NASA publicerat. Resultaten från simuleringarna får dock anses vara rimliga då dessa jämförts med befintliga anläggningar och stämmer väl överens med dessa.

6. Slutsats

Solinstrålningen är god för många tak på fastigheten. För de tre angivna anläggningarna på 50, 100 och 150 kWp har tak 3, 5, 7 och 8 valts att byggas ut i angiven ordning. Årsproduktionen från dessa tre anläggningar är 42, 95 respektive 142 MWh, vilket innebär att all elektrisk energi som produceras vid 50 kWp-anläggningen används av verksamheten medan 100 och 150 kWp-anläggningarna genererar ett överskott av sol på 0,3 respektive 5 MWh. Detta innebär att egentäkningsgraden hos anläggningarna blir 100%, 99.7% respektive 96.5%.

Den anläggningsstorlek med kortast återbetalningstid är 157 kWp vilket är den storlek då det endast är de bäst lämpade taken som utnyttjas samtidigt som anläggningen är tillräckligt stor för att priset per installerad effekt ska vara lågt. Då alla tak med god potential utnyttjas erhålls en anläggningsstorlek på 274 kWp. En anläggning större än 255 kWp medför dock att producenten får en ökad energiskatt vilket leder till att en anläggning på 254 kWp bör installeras för att få maximal avkastning efter 20 år.

Att tillämpa batterier i kombination med solcellerna har flera fördelar. För det första så ökar egentäkningsgraden och det minskar även fastighetens effektuttag vilket leder till lägre effektagifter. Att redan nu prova på att tillämpa batterier i kombination med solcellerna ger också kunskap om hur ett sådant system fungerar vilket är en bra erfarenhet inför framtiden då tekniken kan komma att bli billigare.

7. Referenser

- Bloomberg Technology. (2016). *Battery cost plunge seen changing automakers most in 100 years*. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-10-11/battery-cost-plunge-seen-changing-automakers-most-in-100-years> [2017-05-18]
- Energimyndigheten. (2016a). *Kundens kostnad för elcertifikat den lägsta på tio år*. <http://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2016/kundens-kostnad-for-elcertifikat-den-lagsta-pa-tio-ar/> [2017-05-15]
- Energimyndigheten. (2016b). *Kvotnivåer*. <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/elcertifikatsystemet/kvotpliktig/kvotnivaer/> [2017-05-18]
- Energimyndigheten. (2017). *Statistik Elcertifikat*. <https://cesar.energimyndigheten.se/WebPartPages/AveragePricePage.aspx> [2017-05-18]
- Engqvist, A. (2016). Bixia. *Elpriserna sjunker fram till 2019 för att därefter stiga*. <https://www.bixia.se/om-bixia/press/nyheter/2016/new-page> [2017-05-16]
- Green Rhino Energy. (2013). *Energy Yield and Performance Ratio of Photovoltaic Systems*. http://www.greenrhinoenergy.com/solar/technologies/pv_energy_yield.php [2017-05-16]
- HOMER Energy. (2016). *HOMER Help Manual*. <http://www.homerenergy.com/pdf/HOMERHelpManual.pdf> [2017-05-14]
- LG Chem RESU (2016). *Datasheet LG Chem RESU 3.3 6.5 10 7H 10H*. <http://www.sharp.se/cps/rde/xbc/documents/documents/Marketing/Datasheet/160823-LGChem-RESU-3.3-6.5-10-7H-10H-Datasheet-EN.pdf> [2017-05-18]
- Mazgaj, W., Rozegnal, B. & Szular, Z. (2015). *Switching losses in three-phase voltage source inverters*. <https://suw.biblos.pk.edu.pl/downloadResource&mId=1615251> [2017-05-16]
- Nordpool Spot (2017). *Elspot prices*. <http://www.nordpoolspot.com/Market-data/Elspot/Area-Prices/ALL1/Yearly/?view=table> [2017-05-16]
- Näsavall, D. (2013). *Development of a model for physical and economical optimization of distributed PV systems*. <http://uu.diva-portal.org/smash/record.jsf?dswid=-5898&pid=diva2%3A632679&c=1&searchType=SIMPLE&language=sv&query=David+Näsavall&af=%5B%5D&aq=%5B%5B%5D%5D&aq2=%5B%5B%5D%5D&aqe=%5B%5D&nOfRows=50&sortOrder=author sort asc&onlyFullText=false&sf=all> [2017-05-02]
- PVEDUCATION. (2017). *Azimuth Angle*. <http://www.pveducation.org/pvcdrom/2-properties-sunlight/azimuth-angle> [2017-05-04].
- Regeringen. (2017). *Lagrådsremiss om energiskatt på sol*. <http://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2017/02/lagradssremiss-om-energiskatt-pa-sol/> [2017-05-18]

SMA. (2017). *About SMA*. <http://www.sma.de/en/company/about-sma.html> [2017-05-23]

Stridh, B. (2013). *Hur påverkar väderstreck och lutning produktionen av solceller?* <http://bengtsvillablogg.info/2013/04/12/hur-paverkar-lutning-och-vaderstreck-produktionen-av-solceller/> [2013-04-12]

Sunny Portal. (2017). *Publicly Available PV system*. <https://www.sunnyportal.com/Templates/PublicPagesPlantList.aspx> [2017-05-10]

Svensk Solenergi. (2015). *Nätanslutna solcellsanläggningar*. <http://www.svensksolenergi.se/fakta-om-solenergi/Solcell/naetanslutna-solcellanlaeggningar> [2017-05-15]

Thalin, E. (2013). *Simulering av elektriska förluster i en vindkraftpark*. <http://uu.diva-portal.org/smash/record.jsf?dswid=346&pid=diva2%3A631412&c=1&searchType=UNDERGRADUATE&language=sv&query=&af=%5B%5D&aq=%5B%5B%7B%22freeText%22%3A%22Simulering+av+elektriska+förluster+i+en+vindkraftpark%22%7D%5D%5D&aq2=%5B%5B%5D%5D&aqe=%5B%5D&noOfRows=50&sortOrder=author+sort+asc&onlyFullText=false&sf=all> [2017-04-19]

Trina Solar. (2016). (Datablad) *The Honey MODULE TSM-PD05*. http://static.trinasolar.com/sites/default/files/PS-M-0323%20E%20Datasheet_Allmax_US_Feb_2017_A_0.pdf [2017-05-18]

Uppsala kommun. (2017). *Uppsala nya solkarta*. <http://138.201.245.38/solkartan/uppsala-nya-solkarta/> [2017-05-16]

Uppsala Universitet. (2015). *Solenergi – Teknik och System*. <https://studentportalen.uu.se/portal/portal/uusp/student/student-course?uusp.portalpage=true&entityId=131353> [2015-05-23]

Vattenfall. (2017a). *Energiskatt på el 2017*. <https://www.vattenfall.se/foretag/elavtal/energiskatter/> [2017-05-15]

Vattenfall (2017b). *Tariffer för egen elproduktion / 2017*. <https://www.vattenfalleldistribution.se/globalassets/foretag/el-till-fastigheten/elnsatspriser/elnsatspriser-2017/tariffer-for-egen-elproduktion-soder-2017-ny.pdf> [2017-05-15]

SLU
Institutionen för energi och teknik
Box 7032
750 07 UPPSALA
Tel. 018-67 10 00
pdf.fil: www.slu.se/energioghteknik

SLU
Department of Energy and Technology
P. O. Box 7032
SE-750 07 UPPSALA
SWEDEN
Phone +46 18 671000